

**PERHITUNGAN DAN ANALISIS *DERATING* TRAFO DAYA KARENA
PEMBEBANAN NON-LINIER**



**Disusun sebagai salah satu syarat menyelesaikan Program Studi Strata I
pada Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik**

Oleh:

OGI AL FARISHI

D400170107

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH SURAKARTA**

2021

HALAMAN PERSETUJUAN

**PERHITUNGAN DAN ANALISIS *DERATING* TRAFO DAYA
KARENA PEMBEBANAN NON-LINIER**

PUBLIKASI ILMIAH

oleh:

OGI AL FARISHI

D400170107

Telah diperiksa dan disetujui untuk diuji oleh:

Dosen Pembimbing



Dr. Agus Ulinuha, M.T.

NIK. 656

HALAMAN PENGESAHAN

**PERHITUNGAN DAN ANALISIS *DERATING* TRAFO DAYA
KARENA PEMBEBANAN NON-LINIER**

OLEH

OGI AL FARISHI

NIM. D40170107

**Telah dipertahankan di depan Dewan Penguji
Fakultas Teknik
Universitas Muhammadiyah Surakarta
Pada hari Sabtu, 31 Juli 2021
dan dinyatakan telah memenuhi syarat**

Dewan Penguji:

1. Dr. Agus Ulinuha, M.T.

(Ketua Dewan Penguji)


(.....)

2. Hasyim Asy'ari, S.T., M.T.

(Anggota I Dewan Penguji)


(.....)

3. Tindyo Prasetyo, S.T., M.T.

(Anggota II Dewan Penguji)


(.....)

Dekan,



Rols Fatoni, S.T., M.Sc., Ph.D.

NIK. 892

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam publikasi ilmiah ini tidak terdapat karya yang pernah diajukan untuk memperoleh gelar kesarjanaan di suatu perguruan tinggi dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan orang lain, kecuali secara tertulis diacu dalam naskah dan disebutkan dalam daftar pustaka.

Apabila kelak terbukti ada ketidakbenaran dalam pernyataan saya di atas, maka akan saya pertanggungjawabkan sepenuhnya.

Surakarta, 31 Juli 2021

Penulis



OGI AL FARISHI

D400170107

PERHITUNGAN DAN ANALISIS *DERATING* TRAFO DAYA KARENA PEMBEBANAN NON-LINIER

Abstrak

Trafo daya biasa digunakan pada pembangkit listrik atau gardu induk untuk menurunkan tegangan. Kinerja trafo daya salah satunya ditentukan oleh derating atau penurunan kapasitas daya yang disebabkan oleh distorsi harmonisa. Dalam prakteknya, harmonisa disebut gangguan kualitas daya yang disebabkan pembebanan non-linier yang tidak seimbang sehingga terjadinya derating pada trafo tersebut. Penelitian ini dilakukan simulasi *Total Harmonic Distortion* (THD) menggunakan *software* ETAP dengan data pembebanan SMPS non-linier trafo daya 1 dengan kapasitas 60 MVA, dan trafo daya 2 dengan kapasitas 30 MVA gardu induk Blora 150 KV sesuai standar harmonisa arus yang diatur dalam IEEE 519-2014. Perhitungan dan analisis derating trafo daya akibat beban non-linier menggunakan metode CBEMA dan K-Factor IEEE dimana spektrum harmonisanya dan arus rms, arus *peak* harus diketahui dulu dari hasil simulasi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa hasil dari simulasi ETAP THD arus adalah 9.26% untuk Trafo 1, dan 9.04% untuk trafo 2. Sehingga derating trafo daya (MVA baru) yang dihasilkan dari pembebanan non-linier dengan metode CBEMA sebesar 57 MVA dan 28.5 MVA, dan metode *K-factor* IEEE sebesar 57.9 MVA dan 28.8 MVA. Dari kedua metode tersebut perbandingan *derating* yang terjadi pada trafo daya gardu induk Blora 150 KV tidak jauh berbeda.

Kata Kunci: THD, *Derating* Trafo, ETAP, Distorsi Harmonisa, Beban Non-linier

Abstract

Power transformers are commonly used in power plants or substations to step-up or step-down. The performance of a power transformer is influenced by derating or a decrease in power capacity caused by harmonic distortion. In practice, harmonics are called power quality disturbances caused by non-linear loads so that derating occurs in the transformer. This research was carried out simulation of Total Harmonic Distortion (THD) using ETAP software with SMPS loading data non-linear power transformer 1 with a capacity of 60 MVA, and power transformer 2 with a capacity of 30 MVA Blora Substation 150 KV according to current harmonic standards regulated in IEEE 519 - 2014. Calculation and analysis of derating power transformers due to non-linear loads using the CBEMA and K-Factor IEEE methods where the harmonic spectrum and rms currents, peak currents must first identified from the simulation results. The results showed indicated that at the stage of simulation, the result of the current THD were 9.26% for Transformer 1, and 9.04% for Transformer 2. So that the derating of the power transformer (new MVA) resulting from non-linear loading with the CBEMA method is 57 MVA and 28.5 MVA, and the IEEE K-factor method is 57.9 MVA and 28.8 MVA. From the two methods, the derating comparison that occurs in the Blora 150 KV substation power transformer is not much different

Keywords: THD, Transformer Derating, ETAP, Harmonic Distortion, Non-linier Load

1. PENDAHULUAN

Kebutuhan energi semakin hari akan terus bertambah seiring berkembangnya teknologi terutama pengoperasian perangkat modern yang sebagian besar merupakan perangkat elektronika daya seperti lampu LED, *air conditioner*, dan beban yang dilengkapi dengan

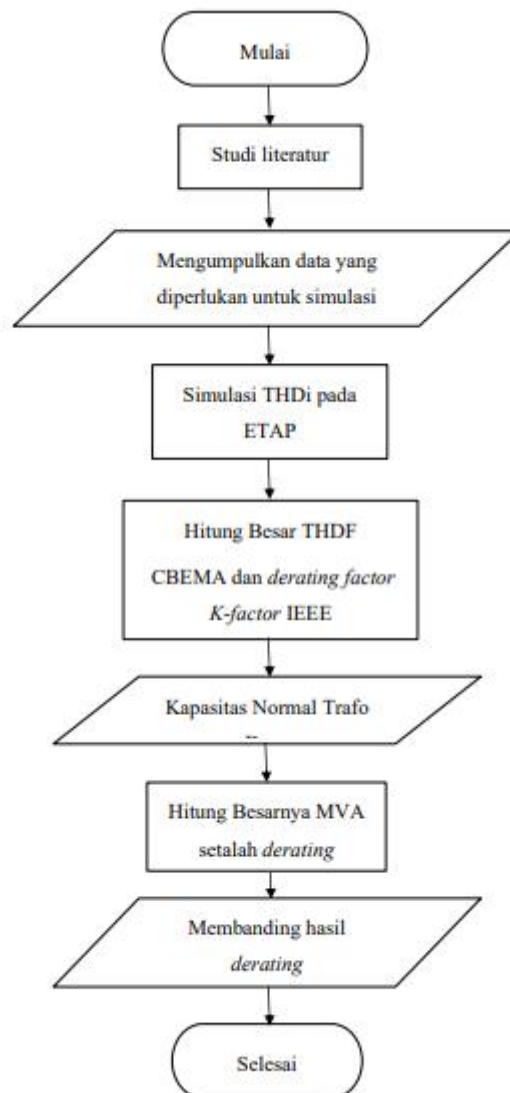
komponen dioda dan thrisistor. Pada umumnya beban listrik merupakan perangkat elektronika daya yang digunakan di fasilitas seperti perkantoran, rumah, swalayan, dan tempat umum lainnya termasuk beban listrik yang non-linier (Tomy & Menon, 2016).

Gardu induk Blora 150 kV adalah gardu induk yang menyuplai kebutuhan listrik seluruh kota Blora dan memiliki 2 trafo daya dan satu trafo pemakaian sendiri untuk kebutuhan kantor GI. Gardu induk Blora 150 kV memiliki karakteristik 90% beban perangkat elektronika daya perkantoran, perumahan, dan fasilitas umum yang tersebar untuk memenuhi kebutuhan listrik konsumen. Semakin besarnya penggunaan peralatan elektronika daya maka semakin meningkatnya pembebanan non-linier pada sistem tenaga listrik. Pembebanan non-linier ini dapat mempengaruhi kualitas daya, dikarenakan pembebanan non-linier merupakan sumber utama harmonisa.

Harmonisa merupakan suatu masalah yang timbul akibat penggunaan pembebanan non-linier, sebagai sumber terbentuknya gelombang pada frekuensi frekuensi tinggi yang merupakan kelipatan dari fundamentalnya. Harmonisa mempengaruhi sistem tenaga listrik seperti trafo. Tingginya kandungan harmonisa bisa menyebabkan buruknya kualitas daya, bentuk gelombang terdistorsi, dan pemanasan lebih pada trafo sehingga trafo melakukan *derating* karena banyaknya penggunaan beban non-linier. Sebagaimana dijelaskan pada bahwa transformator yang digunakan PLN bukan transformator yang didesain untuk memikul beban harmonik melainkan memikul beban linier. Untuk mengetahui nilai *derating* pada trafo tersebut, penulis menggunakan metode CBEMA dan *K-Factor IEEE* dengan mencari nilai *total harmonic derating factor* (THDF) dan *derating factor IEEE* untuk membandingkan hasil dari kedua metode tersebut, dengan melakukan pemodelan simulasi ETAP dengan single line trafo 60 MVA dan trafo 30 MVA GI Blora 150kV untuk mendapatkan gelombang yang terdistorsi harmonisa dan nilai *current total harmonic distortion* (THDi) terlebih dahulu.

Perhitungan *derating* pada trafo daya ini diperlukan untuk mengetahui berapa nilai penurunan kapasitas pada trafo daya 60 MVA dan trafo 30 MVA GI Blora yang disebabkan oleh pembebanan non-linier dan juga dapat menjadi solusi melakukan *preventive maintenance* pada trafo tersebut.

2. METODE



Gambar 1. Diagram Alir Metode Penelitian

2.1 Studi Literatur

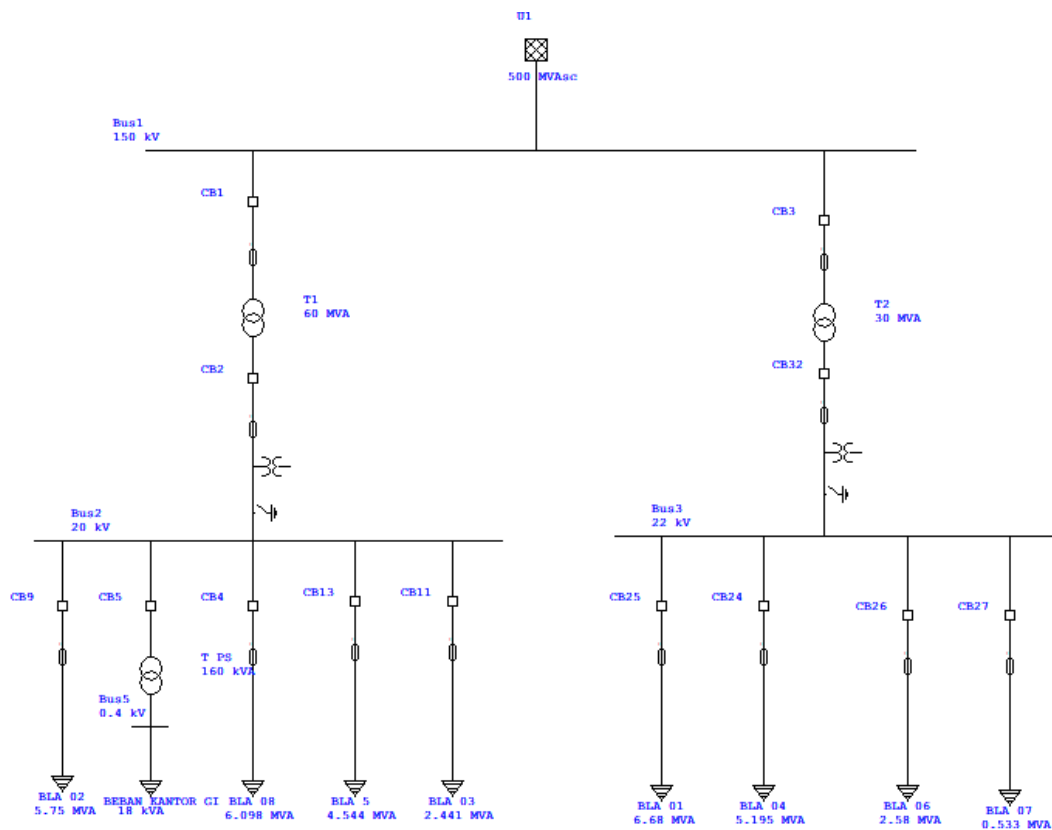
Studi literatur adalah suatu tahap yang dilakukan penulis dalam memperoleh referensi terkait penelitian ini berupa skripsi, jurnal publikasi, dan karya karya ilmiah lainnya. Dalam tahap ini penulis mengkaji karya ilmiah yang berkaitan dengan harmonisa dan derating trafo yang disebabkan beban non-linier.

2.2 Pengumpulan Data

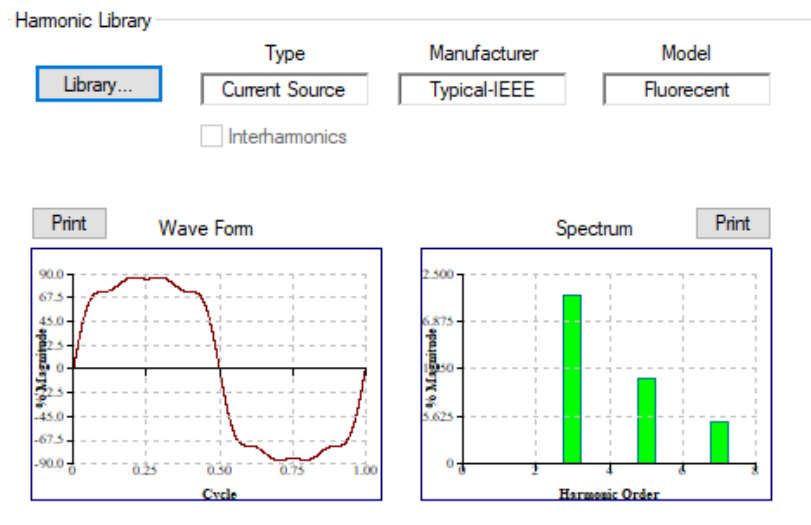
Pada tahap ini penulis mengumpulkan data pembebanan non-linier, data spesifikasi trafo dan *single line diagram* dari Gardu Induk Blora 150 kV.

2.3 Pengolahan Data

Pemodelan *single line diagram* akan disimulasikan pada *software* ETAP terhadap data data yang sudah ada, dengan *library* harmonisa.



Gambar 2. Pemodelan *single line diagram* Gardu Induk Blora 150KV



Gambar 3. *Library* Harmonisa ETAP IEEE *Fluorecent*

Pemodelan *single line diagram* ini digunakan untuk mengetahui spektrum, THD, dan bentuk gelombang harmonisa yang dihasilkan. Penggunaan *library typical IEEE fluorescent* digunakan untuk pembebanan komersil atau SMPS pada gambar 3 (Mode et al., 2016)

2.4 Standar Harmonisa Arus

Standar harmonisa diatur dalam IEEE 519-2014 sesuai dengan tabel 1.

Tabel 1. Standar IEEE 519-2014 Distorsi Harmonik Arus

Harmonik Maksimum Distorsi Arus Dalam Persen I_L						
Individu Harmonik Orde (orde ganjil harmonik)						
120 V – 69 kV						
I_{sc} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	THD
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20-50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50-100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100-1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

2.5 Metode Perhitungan *Derating* CBEMA dan *K-Factor IEEE*

Penulis menggunakan metode yang berbeda yaitu CBEMA dan *K-Factor IEEE* untuk membandingkan dan memperkuat hasil perhitungan *derating* trafo daya karena pembebanan non-linier

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Data Spesifikasi Trafo Daya dan Pembebanan Non-Linier Gardu Induk Blora 150 KV

Simulasi untuk mendapatkan nilai THDi pada trafo daya menggunakan *single line diagram* Gardu Induk Blora 150 KV dengan memasukkan data spesifikasi trafo daya, dan data pembebanan non-linier yang disuplai oleh trafo daya seperti tabel 2, tabel 3, dan tabel 4.

Tabel 2. Spesifikasi Trafo Daya 1 Gardu Induk Blora 150 KV

No.	Info		Rating					
	Penyulang	GI	Daya Total (MVA)	Imp.	Tegangan (kV)		<i>Grounding</i>	
					Primer	Sekunder	Primer	Sekunder
1	PLN APP Semarang	Blora	60	13,12%	150	20	Star	Star

Tabel 3. Spesifikasi Trafo Daya 2 Gardu Induk Blora

No.	Info		Rating					
	Penyulang	GI	Daya Total (MVA)	Imp.	Tegangan (kV)		<i>Grounding</i>	
					Primer	Sekunder	Primer	Sekunder
1	PLN APP Semarang	Blora	30	13%	150	22	Star	Star

Tabel 4. Data Pembebanan Non-Linier SMPS

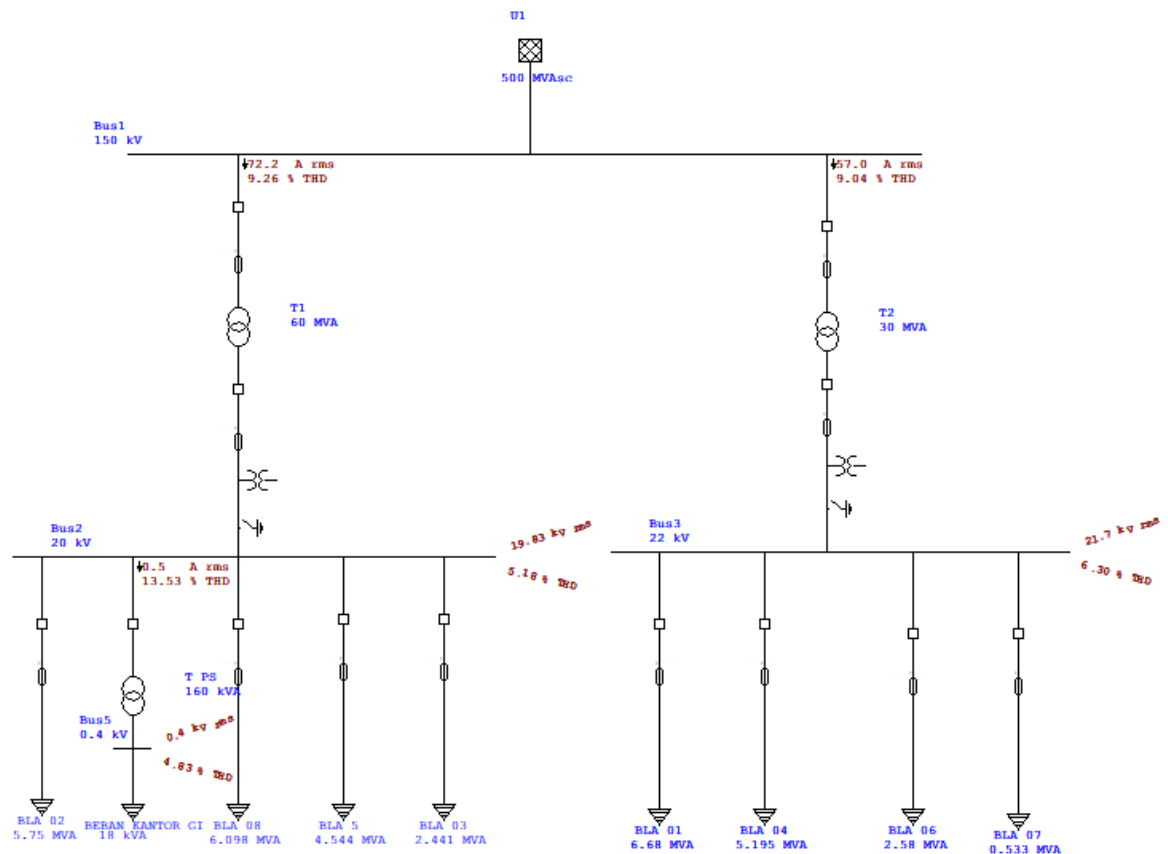
No	Nama Penyulang	Trafo	Max Beban (A)	Rata Rata Beban Harian (A)	Tegangan (V)	MVA	<i>Power Factor</i>
1	BLA 02	1	250	166,26	20.000	5,759	0,98
2	BLA 05	1	250	131,17	20.000	4,544	0,98
3	BLA 08	1	250	176,04	20.000	6,098	0,98
4	BLA 03	1	250	70,47	20.000	2,441	0,98
5	BEBAN K. GI	1	50	26,43	400	0,018	0,98
6	BLA 01	2	250	175,33	22.000	6,681	0,98
7	BLA 04	2	250	136,33	22.000	5,195	0,98
8	BLA 06	2	250	67,7	22.000	2,578	0,99
9	BLA 07	2	250	14,0	22.000	0,533	0,99

Gardu Induk Blora 150 KV menyuplai 90% listrik ke beban rumah tangga, perkantoran, swalayan dan beban komersil lainnya yang di dominasi oleh perangkat elektronika daya atau

yang disebut SMPS. Tidak ada beban besar seperti pabrik pabrik industri yang menghasilkan harmonisa yang sangat tinggi(Ma'wa, 2017).

3.2 Hasil Simulasi (THDi) Trafo Daya

Simulasi menggunakan *software* ETAP untuk mendapatkan besaran THDi, *individual harmonic*, arus rms, arus puncak, gelombang terdistorsi dan spektrum harmonisa pada kedua trafo daya Gardu Induk Blora 150 KV.



Gambar 4. *Single Line Diagram* dan Hasil Simulasi

Pada Gambar 4 simulasi THD yang dihasilkan akibat pembebanan non-linier bisa dilihat dari *single line diagram* dengan menggunakan jenis beban *static load* pada ETAP. *Static load* merupakan peralatan listrik yang memiliki kondisi saturasi dan memiliki efek harmonisa. Bisa dilihat bahwa trafo 1 dan trafo 2 mempunyai nilai THD yang disebabkan oleh pembebanan non-linier jenis *static load* pada bus 2 dan bus 3 dengan kapasitas beban yang berbeda.

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: TA

ETAP
12.6.0H

Study Case: HA

Page: 2
Date: 03-07-2021
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

System Harmonics Branch Information

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	TIHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	Bus2	71.85	72.15	80.65	9.26	17.62	1271.64	1271.64	0.00	0.00	0.00	9.26	9.26
	Bus3	56.78	57.02	63.57	9.04	17.08	973.72	973.72	0.00	0.00	0.00	9.04	9.04
	Bus5	0.51	0.52	0.61	13.53	27.55	14.26	14.26	0.00	0.00	0.00	13.53	13.53
Bus2	Bus1	538.84	541.15	604.91	9.26	17.62	9537.26	9537.26	0.00	0.00	0.00	9.26	9.26
Bus3	Bus1	387.17	388.75	433.41	9.04	17.08	6638.99	6638.99	0.00	0.00	0.00	9.04	9.04
Bus5	Bus2	25.64	25.87	30.33	13.53	27.55	712.87	712.87	0.00	0.00	0.00	13.53	

Gambar 5. Report Manager Simulasi ETAP

Pemodelan *single line diagram* Gardu Induk Blora 150 KV pada gambar 2 dengan memasukkan data spesifikasi trafo daya dan data pembebanan, menunjukkan bahwa pembebanan non-linier (bus 2) yang disuplai dari trafo 1 (bus 1) menyebabkan nilai THDi trafo 1 sebesar 9.26% dan pembebanan non linier (bus 3) yang disuplai trafo 2 (bus 1) menyebabkan trafo tersebut mempunyai nilai THDi sebesar 9.04% sesuai *report manager* pada gambar 5.

Batas maksimum THDi arus trafo daya Gardu Induk Blora 150 KV diatur dalam standar IEEE 514-2014 dengan rumus.

$$SC_{ratio} = \frac{I_{SC}}{I_L} \quad \text{.....(1)}$$

Nilai I_{SC} dan I_L dapat ditentukan dengan rumus.

$$I_{SC} = \frac{KVA \times 100}{\sqrt{3} \times KV \times Z\%} \quad \text{.....(2)}$$

$$I_L = \frac{KW}{PF \times \sqrt{3} \times KV} \quad \text{.....(3)}$$

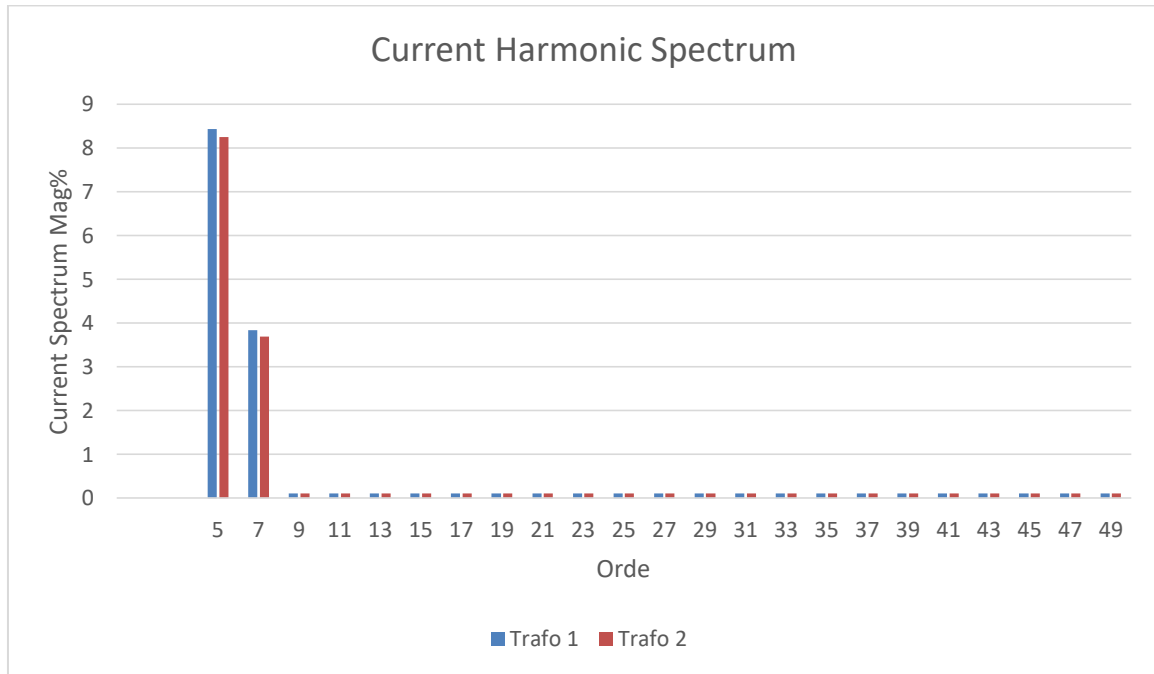
Dimana :

I_{SC} = Arus hubung singkat A

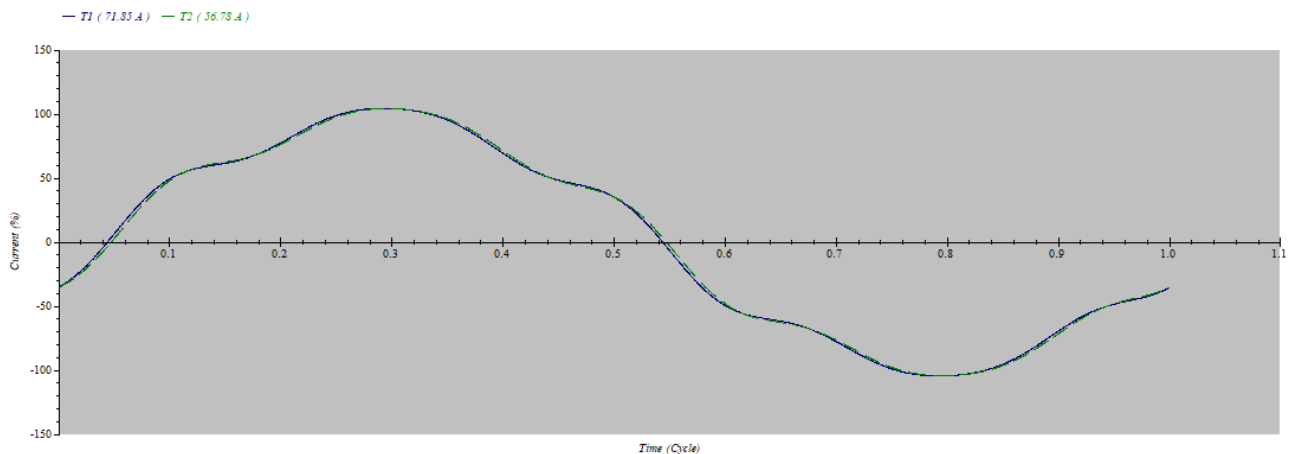
I_L = Arus beban penuh A

Tabel 5. Hasil Perhitungan Standar THDi sesuai IEEE 519-2014

Trafo	I_{sc}	I_L	Sc Ratio	Batas THDi%	THDi%	Standar
Trafo 1	178571,4 A	534.8 A	24.6	8%	9.26	Melebihi
Trafo 2	6056,9 A	394.55 A	15.35	5%	9.04	Melebihi



Gambar 6. Simulasi Spektrum Harmonisa Arus Terdistorsi



Gambar 7. Hasil Simulasi Gelombang Terdistorsi Arus

Hasil simulasi gelombang arus pada Gambar 7 menunjukkan bahwa gelombang arus trafo 1 dan trafo 2 membentuk gelombang non sinusionidal atau menghasilkan gelombang yang terdistorsi. Ada distorsi arus yang signifikan dalam bentuk gelombang harmonisa dan terperangkap dalam belita delta, efek dari harmonisa yang tersisa akan mencapai akhir

pembangkitan (Jabbar et al., 2008). Gelombang ini dibentuk dari gelombang fundamental dan orde ganjil yang berkelipatan 50 Hz karena pembebanan non-linier.

Tabel 6. Hasil Simulasi Arus Terdistorsi per Orde

Orde	Frekuensi	Trafo 1		Trafo 2	
		<i>Individual Harmonic%</i>	Arus (A)	<i>Individual Harmonic %</i>	Arus (A)
1	50	100	538.8	100	387.17
3	150	0	0	0	0
5	250	8.4	45.3	8.2	32.1
7	350	3.8	21.2	3.6	14.3
9	450	0.1	0.5	0.1	0.4
11	550	0.1	0.5	0.1	0.4
13	650	0.1	0.5	0.1	0.4
15	750	0.1	0.5	0.1	0.4
17	850	0.1	0.5	0.1	0.4
19	950	0.1	0.5	0.1	0.4
21	1050	0.1	0.5	0.1	0.4
23	1150	0.1	0.5	0.1	0.4
25	1250	0.1	0.5	0.1	0.4
27	1350	0.1	0.5	0.1	0.4
29	1450	0.1	0.5	0.1	0.4
31	1550	0.1	0.5	0.1	0.4
33	1650	0.1	0.5	0.1	0.4
35	1750	0.1	0.5	0.1	0.4
37	1850	0.1	0.5	0.1	0.4
39	1950	0.1	0.5	0.1	0.4
41	2050	0.1	0.5	0.1	0.4
43	2150	0.1	0.5	0.1	0.4
45	2250	0.1	0.5	0.1	0.4
47	2350	0.1	0.5	0.1	0.4
49	2450	0.1	0.5	0.1	0.4

3.3 Analisis Perhitungan *Derating* Trafo Daya Gardu Induk Blora 150 KV

3.3.1 *Derating* Trafo Daya Metode THDF dari CBEMA

Pada hasil simulasi THDi menggunakan *software* ETAP dapat dilihat nilai arus rms pada gambar 4, dan arus peak pada gelombang distortion yang dihasilkan dari kedua trafo. Nilai arus rms dan arus peak dari kedua trafo nilai yang menentukan berapa *derating* trafo daya pada Gardu Induk 150 KV sesuai metode THDF.(Transformers Committee & IEEE Power Engineering Society, 1988)

$$THDF = 1.414 \times \frac{I_{rms}}{I_{peak}} \quad \dots\dots(4)$$

$$MVA \text{ Baru} = THDF \times MVA \text{ Trafo} \quad \dots\dots(5)$$

$$\%Derating = \{(MVA \text{ Trafo} - MVA \text{ Baru}) \div MVA \text{ Trafo}\} \times 100\% \quad \dots\dots(6)$$

Dimana :

THDF = *Total Harmonic Derating Factor*

Irms = Arus rata rata harmonisa

Ipeak = Arus puncak

1.414 = Crest Factor Fundamental (Jika melebihi maka trafo dalam kondisi polusi harmonik)

3.3.1.1 *Derating* Trafo Daya 1 Kapasitas 60 MVA

$$THDF = 1.414 \times \frac{541.15}{799.09}$$

$$THDF = 0.95$$

$$MVA \text{ Baru} = 0.95 \times 60$$

$$MVA \text{ Baru} = 57 \text{ MVA}$$

$$\%Derating = \{(60 - 57) \div 60\} \times 100\%$$

$$\%Derating = 5\%$$

3.3.1.2 *Derating* Trafo Daya 2 Kapasitas 30 MVA

$$THDF = 1.414 \times \frac{388.75}{573.5}$$

$$THDF = 0.95$$

$$MVA \text{ Baru} = 0.95 \times 30$$

$$MVA \text{ Baru} = 28.5 \text{ MVA}$$

$$\%Derating = \{(30 - 28.5) \div 60\} \times 100\%$$

$$\%Derating = 5\%$$

Tabel 7. Hasil Analisis Perhitungan *Derating* CBEMA Trafo Daya Gardu Induk Blora 150 KV

No	Trafo	Kapasitas Daya	Arus RMS I_{rms} (A)	Arus Puncak I_{peak} (A)	<i>Crest Factor</i> (I_{peak}/I_{rms})	THDi %	<i>Total Harmonic Derating Factor</i> (THDF)	Trafo Setelah derating MVA	% Derating
1	Trafo 1	60 MVA	541.15	799.09	1.47	9.26%	0.95	57	5%
2	Trafo 2	30 MVA	388.75	573.5	1.478	9.04%	0.95	28.5	5%

3.3.2 *Derating* Trafo Daya Metode *K-factor* IEEE C57-110

Hasil simulasi THDi pada *software etap* bisa dilihat arus beban harmonisa setiap orde pada Table 5. Arus beban harmonisa sangat berpengaruh pada pemansan trafo itu lah yang disebut *K-factor*, Semakin tinggi nilai *K-factor* semakin tinggi pula efek harmonisa arus pada trafo (Verhelst et al., 2019). Trafo yang digunakan PLN memiliki *K-factor* 1 atau K1. Berikut persamaan untuk menghitung *K-factor* dan *derating factor*.

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{49} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{49} h^2} \quad \text{.....(7)}$$

Dimana :

K = *K-factor*

I_h = Harga arus harmonisa orde ke-h

h = Orde harmonisa

$$D = \frac{1.15}{1+0.15K} \quad \text{.....(8)}$$

Dimana :

D = *Derating factor*

K = *K-factor*

Tabel 8. Hasil Analisis Perhitungan *Derating* Trafo Daya 60 MVA Metode *K-factor* IEEE

Orde	Freq (Hz)	I _h (A)	I _h ² (A)	I _h ² h ² (A)	$K = \frac{\sum_{h=1}^{49} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{49} h^2}$	$D = \frac{1.15}{1 + 0.15K}$	Trafo Setelah <i>derating</i> (MVA)	Derating%
1	50	538.8	290305.4	290305.4	1.31	0.96	57.9	3.5
3	150	0	0	0				
5	250	45.3	2052.09	51302.25				
7	350	28.2	795.24	38966.76				
9	450	0.5	0.25	20.25				
11	550	0.5	0.25	30.25				
13	650	0.5	0.25	42.25				
15	750	0.5	0.25	56.25				
17	850	0.5	0.25	72.25				
19	950	0.5	0.25	90.25				
21	1050	0.5	0.25	110.25				
23	1150	0.5	0.25	132.25				
25	1250	0.5	0.25	156.25				
27	1350	0.5	0.25	182.25				
29	1450	0.5	0.25	210.25				
31	1550	0.5	0.25	240.25				
33	1650	0.5	0.25	272.25				
35	1750	0.5	0.25	306.25				
37	1850	0.5	0.25	342.25				
39	1950	0.5	0.25	380.25				
41	2050	0.5	0.25	420.25				
43	2150	0.5	0.25	462.25				
45	2250	0.5	0.25	506.25				
47	2350	0.5	0.25	552.25				
49	2450	0.5	0.25	600.25				
Total			293158	385759.7				

Tabel 9. Hasil Analisis Perhitungan *Derating* Trafo Daya 30 MVA Metode *K-factor* IEEE

Orde	Freq (Hz)	I_h	I_h^2	$I_h^2 h^2$	$K = \frac{\sum_{h=1}^{49} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{49} h^2}$	$D = \frac{1.15}{1 + 0.15K}$	Trafo Setelah <i>derating</i> (MVA)	<i>Derating</i> %
1	50	538.8	290305.4	290305.4	1.31	0.96	28.8	4
3	150	0	0	0				
5	250	45.3	2052.09	51302.25				
7	350	28.2	795.24	38966.76				
9	450	0.5	0.25	20.25				
11	550	0.5	0.25	30.25				
13	650	0.5	0.25	42.25				
15	750	0.5	0.25	56.25				
17	850	0.5	0.25	72.25				
19	950	0.5	0.25	90.25				
21	1050	0.5	0.25	110.25				
23	1150	0.5	0.25	132.25				
25	1250	0.5	0.25	156.25				
27	1350	0.5	0.25	182.25				
29	1450	0.5	0.25	210.25				
31	1550	0.5	0.25	240.25				
33	1650	0.5	0.25	272.25				
35	1750	0.5	0.25	306.25				
37	1850	0.5	0.25	342.25				
39	1950	0.5	0.25	380.25				
41	2050	0.5	0.25	420.25				
43	2150	0.5	0.25	462.25				
45	2250	0.5	0.25	506.25				
47	2350	0.5	0.25	552.25				
49	2450	0.5	0.25	600.25				
Total			293158	385759.7				

Pada hasil analisis dan perhitungan yang ditunjukkan pada Tabel 8 dan Tabel 9 bisa lihat bahwa nilai *k-factor* dari kedua trafo hanya sebesar 1.31, dan *derating factor* sebesar 0.96. Hal ini membuktikan bahwa trafo yang digunakan Gardu Induk Blora sudah memenuhi standar PLN. Kapasitas trafo setelah terjadinya *derating* karena pembebanan non-linier sebesar 57.9 MVA untuk trafo daya 1 dan 28.8 MVA untuk trafo daya 2 sesuai metode *k-factor IEEE C57.110*.

Tabel 10. Perbandingan Hasil *Derating* Metode CBEMA dan IEEE C57.110

No	Trafo Daya	Metode THDF CBEMA		Metode <i>K-factor</i> IEEE C57.110	
		THDF	Trafo Setelah <i>Derating</i>	<i>Derating</i> <i>Factor</i>	Trafo Setelah <i>Derating</i>
1	Trafo daya 1 60 MVA	0.95	57 MVA	0.96	57.9 MVA
2	Trafo daya 2 30 MVA	0.95	28.5 MVA	0.96	28.8MVA

Pada Tabel 10 bisa dilihat perbandingan hasil perhitungan *derating* trafo daya antara metode THDF CBEMA dan *K-factor* IEEE C57.110 tidak berbeda jauh. Hasil ini membuktikan bahwa *derating* yang terjadi pada trafo daya sekitar 0.95 sampai 0.96 atau 3% sampai 5% dari kapasitas terpasang (Faiz et al., 2015).

4. PENUTUP

Dari analisis dan perhitungan yang penulis lakukan dalam penelitian *derating* trafo daya karena pembebanan non-linier dapat disimpulkan bahwa:

Nilai THDi pada trafo daya 1 sebesar 9,24% dan trafo daya 2 sebesar 9,04%. Dari hasil THDi tersebut menghasilkan gelombang non-sinusoidal karena melebihi standar IEEE 519-2014. Hasil perhitungan *derating* trafo daya karena pembebanan non-linier dengan metode THDF CBEMA sebesar 0,95 untuk trafo daya 1 dan trafo daya 2 dengan kapasitas baru setelah *derating* sebesar 57 MVA dan 28,5 MVA. Sedangkan hasil perhitungan *derating* trafo daya karena pembebanan non-linier dengan metode *k-factor* IEEE C57.110 sebesar 0,96 untuk trafo daya 1 dan trafo daya 2 dengan kapasitas baru setelah *derating* sebesar 57,9 MVA dan 28,8 MVA. Dari kedua metode tersebut hasil *derating* karena pembebanan non-linier tidak jauh berbeda, dan hasil *derating* pada trafo daya tidak terlalu besar karena THDi yang di dapatkan hanya sedikit melebihi standar IEEE 519-2014, dan pembebananya pada Gardu Induk Blora 150 KV hanya beban SMPS atau beban komersil.

DAFTAR PUSTAKA

Cazacu, E., Petrescu, L., & Ionita, V. (2017). Losses and temperature rise within power transformers subjected to distorted currents. *2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)*, 362–365.

<https://doi.org/10.1109/ELMA.2017.7955464>

- Faiz, J., Ghazizadeh, M., & Oraee, H. (2015). Derating of transformers under non-linear load current and non-sinusoidal voltage - An overview. *IET Electric Power Applications*, 9(7), 486–495. <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2014.0377>
- Jabbar, R. A., Al-Dabbagh, M., Muhammad, A., Khawaja, R. H., Akmal, M., & Arif, M. R. (2008). Impact of compact fluorescent lamp on power quality. *2008 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2008, January*, 1–5.
- Laso, A., Martínez, R., Manana, M., Cervero, D., & Sáez, J. A. (2020). A comparative between IEEE and EN in the transformer derating when supplying nonsinusoidal load current. A practical case. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 18(18), 747–752. <https://doi.org/10.24084/repqj18.487>
- Ma'wa, M. U. K. N. (2017). *Analisa Keandalan Sistem Distribusi 20 kV di PT. PLN Rayon Blora dengan Metode FMEA*. Institut Teknologi Sepuluh November.
- Malagon-Carvajal, G., Bello-Pena, J., Ordonez-Plata, G., & Duarte, C. (2017). Time-to-frequency domain SMPS model for harmonic estimation: Methodology. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(15), 825–830. <https://doi.org/10.24084/repqj15.485>
- Mikhak-Beyranvand, M., Faiz, J., & Rezaeealam, B. (2020). Thermal analysis and derating of a power transformer with harmonic loads. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 14(7), 1233–1241. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0703>
- Mode, S., Supplies, P., Daya, R., & Menjangan, P. (2016). Studi Analisis Pengaruh Harmonisa Terhadap Rugi-Rugi Daya Pada Penyulang Menjangan. *Majalah Ilmiah Teknologi Elektro*, 16(1), 123–130. <https://doi.org/10.24843/10.24843/MITE>
- Taher, M. A., Kamel, S., & Ali, Z. M. (2017). K-Factor and transformer losses calculations under harmonics. *2016 18th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2016 - Proceedings*, 753–758. <https://doi.org/10.1109/MEPCON.2016.7836978>
- Tomy, G., & Menon, D. (2016). Power quality improvement strategy for non-linear load in single phase system. *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques, ICEEOT 2016*, 2, 3489–3492. <https://doi.org/10.1109/ICEEOT.2016.7755353>
- Transformers Committee, & IEEE Power Engineering Society. (1988). An American National Standard. IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents. *ANSI/IEEE Std C57.110-1986, December*.
- Verhelst, B., Rens, J., & Desmet, J. (2019). *Derating method for dry type power transformers based on current distortion parameters*. June, 3–6.